

CONDICIONES GENERALES DEL RÉGIMEN DE ACCESO A DIVISAS PARA LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL DE PETRÓLEO (RADPIP)

1. DEFINICIONES
2. METODOLOGÍA DE ADHESIÓN
3. DETERMINACIÓN DE LA LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN PARA EL CÁLCULO DEL BENEFICIO
4. SOLICITUD DEL BENEFICIO
5. PRODUCCIÓN INCREMENTAL TRIMESTRAL
6. VOLUMEN DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL BENEFICIADO E INCENTIVOS ESPECÍFICOS
7. DETERMINACIÓN DEL MONTO DEL BENEFICIO Y OTORGAMIENTO
8. TRANSFERENCIA DEL BENEFICIO
9. DESTINO DEL BENEFICIO
10. AUDITORÍA

1. DEFINICIONES

Las siguientes definiciones deben aplicarse a los fines interpretativos y de implementación del Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo (RADPIP).

- 1.1 **ACTIVIDADES ESTRATÉGICAS:** son aquellas actividades productivas desarrolladas por PyMEs nacionales que desarrollen una provisión directa de bienes y servicios de industria y/o tecnología con vinculación directa a la actividad hidrocarburífera y consumidos por las EMPRESAS BENEFICIARIAS. La evaluación de las actividades como estratégicas, presentadas en cada solicitud de beneficio, estará a cargo de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN.
- 1.2 **API:** Instituto Americano de Petróleo (*American Petroleum Institute*, por su sigla en inglés); organización que establece mantiene y distribuye estándares de consenso para la industria del petróleo y el gas.
- 1.3 **AUTORIDAD CONCEDENTE:** se trata de la jurisdicción otorgante del permiso de exploración o la concesión de explotación de hidrocarburos, conforme lo dispone la Ley N° 17.319 con la modificación introducida en la Ley N° 26.197.
- 1.4 **AUTORIDAD DE APLICACIÓN:** es la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA de la REPÚBLICA ARGENTINA o aquella que en el futuro la reemplace.
- 1.5 **BENEFICIARIO/S, BENEFICIARIA/S, EMPRESA/S BENEFICIARIA/S:** son las EMPRESAS SOLICITANTES que obtengan la adhesión al RADPIP.

- 1.6 COBERTURA DEL MERCADO INTERNO DE PETRÓLEO CRUDO (CMIPC): es el correcto abastecimiento de las necesidades de procesamiento de crudo del mercado interno expresado en la participación de las ventas de petróleo crudo de cada BENEFICIARIA a las refinerías locales respecto a su producción total, para cada trimestre analizado.
- 1.7 CONCESIÓN DE EXPLOTACIÓN: es el conjunto de derechos y obligaciones que surgen de los artículos 27, siguientes y concordantes de la Ley N° 17.319, con el alcance definido en los Decretos Nros. 277/22, 484/22, y la presente resolución.
- 1.8 EMPRESA/S CONTROLADA/S O SUBSIDIARIA/S: son los sujetos inscriptos en el REGISTRO DE EMPRESAS PETROLERAS, Sección Productoras, que sean titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el ESTADO NACIONAL, las Provincias o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, cuyo capital accionario pertenece en más de un CINCUENTA POR CIENTO (50%) a una EMPRESA SOLICITANTE.
- 1.9 EMPRESA/S CONTROLANTE/S: son las EMPRESAS SOLICITANTES que tienen una participación mayor al CINCUENTA POR CIENTO (50%) de las acciones o participaciones de capital en otros sujetos inscriptos en el REGISTRO DE EMPRESAS PETROLERAS, Sección Productoras, que sean titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el ESTADO NACIONAL, las Provincias o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- 1.10 EMPRESAS SOLICITANTES: son los sujetos inscriptos en el REGISTRO DE EMPRESAS PETROLERAS, que sean titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el ESTADO NACIONAL, las Provincias o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, que soliciten su adhesión al RADPIP.
- 1.11 EXPORTACIONES DEL BENEFICIARIO: es el volumen de exportaciones de petróleo crudo acumuladas en los DOCE (12) meses precedentes al trimestre por el que se solicita el beneficio, incluido éste, expresado en metros cúbicos (m³) y publicado por la SECRETARÍA DE ENERGÍA. A los efectos del cálculo de exportaciones de cada BENEFICIARIO se tomarán en cuenta los volúmenes comercializados directa e indirectamente, incluyendo aquellos exportados por terceros que comercialicen crudo que haya producido la BENEFICIARIA.
- 1.12 GRUPO ECONÓMICO: es el conjunto de EMPRESAS SOLICITANTES vinculadas en contratos asociativos contemplados en el Capítulo 16 del Título IV del Libro III del Código Civil y Comercial de la Nación, como así también vinculadas a través de participaciones accionarias o de capital; y/o EMPRESAS SOLICITANTES registradas en el “Registro de sujetos vinculados” creado por Resolución General AFIP N° 3572/2013.

- 1.13 LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN: es la producción total de petróleo crudo acumulada en el año 2021, proveniente de todas las áreas concesionadas por el BENEFICIARIO, de acuerdo a las pautas de determinación dispuestas en el Decreto N° 277/22, Decreto N° 484/22 y la presente Resolución.
- 1.14 MERCADO LIBRE DE CAMBIOS (MLC): mercado por el cual se cursarán las operaciones de cambio que sean realizadas por las entidades financieras y las demás personas autorizadas por el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA para dedicarse de manera permanente o habitual al comercio de la compra y venta de monedas y billetes extranjeros, oro amonedado o en barra de buena entrega y cheques de viajero, giros, transferencias u operaciones análogas en moneda extranjera según lo definido en el Decreto N° 260/02 y sus normas modificatorias.
- 1.15 PLAN GAS.AR: es el "PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028", conforme a los Decretos Nros. 892/2020, 730/2022, y sus normas complementarias y reglamentarias.
- 1.16 POZOS DE BAJA PRODUCTIVIDAD: se trata de los pozos con producción convencional de petróleo crudo que, ya sea por limitaciones técnicas o declinación natural de los reservorios, registran una producción menor a DOS METROS CÚBICOS DIARIOS (2 m³/día) durante el tiempo de producción efectiva del año 2021 o durante los últimos DOCE (12) meses anteriores a ser incluidos en el proyecto con TERCEROS RECUPERADORES.
- 1.17 POZOS INACTIVOS: son los pozos productores de petróleo crudo en los que la producción haya cesado por razones técnicas o económicas. Para ser considerados tales, no deben registrar producción los últimos DOCE (12) meses respecto a la solicitud de beneficio y haber sido informados a la Autoridad de Aplicación como "pozos en estudio" o "pozos parados transitoriamente".
- 1.18 PRODUCCIÓN INCREMENTAL TRIMESTRAL: es la CUARTA PARTE (1/4) de la diferencia positiva entre la producción efectiva de petróleo crudo de los últimos DOCE (12) meses precedentes al trimestre por el que se solicita el beneficio, incluido éste, y la LÍNEA DE BASE DE PRODUCCIÓN. La producción deberá provenir de las áreas sobre las cuales tiene titularidad cada beneficiario, total o parcialmente, y será determinada trimestralmente por la AUTORIDAD DE APLICACIÓN.
- 1.19 PROVEEDOR DIRECTO: es la persona jurídica que provee a las BENEFICIARIAS un servicio especial destinado a la producción de hidrocarburos, cuya actividad principal según

el Nomenclador de Actividades conforme la Resolución General AFIP N° 3537 es la “91000 - Servicios de Apoyo para la Extracción de Petróleo y Gas Natural”; y/o provee a las BENEFICIARIAS un bien o servicio comprendido dentro de las ACTIVIDADES ESTRATÉGICAS.

- 1.20 PROVEEDOR REGIONAL: es el PROVEEDOR DIRECTO cuyo asiento principal de actividades se encuentra en las provincias y localidades de provincias vecinas de una misma cuenca hidrocarburífera; y provee a los BENEFICIARIOS un bien o servicio que ha sido producido o extraído en el territorio de la REPÚBLICA ARGENTINA con un costo en sus materias primas, insumos o materiales importados nacionalizados, no superior al SESENTA POR CIENTO (60%) de su valor bruto de producción.
- 1.21 PROVEEDOR NACIONAL: es el PROVEEDOR DIRECTO cuyo asiento principal de sus actividades se encuentra localizado dentro del país, no se define como PROVEEDOR REGIONAL y provee al BENEFICIARIO un bien o servicio que ha sido producido o extraído en el territorio de la REPÚBLICA ARGENTINA con un costo de sus materias primas, insumos o materiales importados nacionalizados, no superior al SESENTA POR CIENTO (60%) de su valor bruto de producción.
- 1.22 RATIO DE DEPENDENCIA DE DIVISAS (RDD): es el cociente entre las ventas finales de la empresa o actividad evaluada y el monto de divisas adquiridas en el Mercado Libre de Cambios vinculado a las importaciones directas e indirectas realizadas por la empresa o actividad durante el período analizado. Para el cálculo de este ratio, no se tomará en cuenta la erogación de divisas asociadas a las compras de partes y bienes de capital requeridos para importar o fabricar inicialmente sets de fractura que no cuenten con oferta nacional, siempre que la sumatoria de las partes involucradas no superen el OCHENTA POR CIENTO (80%) del valor del bien final.
- 1.23 REGISTROS DE INFORMACIÓN: es la información obrante en el registro regulado por la Resolución N° 319 de fecha 18 de octubre de 1993 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA y toda información, documentación y/o registro que defina la Autoridad de Aplicación como parte del sistema unificado de información energética que se publica en la página web de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.
- 1.24 REGISTRO DE EMPRESAS PETROLERAS: es el Registro regulado mediante la Disposición N° 337 de fecha 9 de diciembre de 2019 de la ex SUSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS Y COMBUSTIBLES de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA.
- 1.25 TERCEROS ASOCIADOS: son las personas jurídicas asociadas con las EMPRESAS BENEFICIARIAS con un vínculo contractual de una antigüedad de al menos DOCE (12)

meses, a contar desde la presentación de la solicitud, y una inversión mínima comprobada y efectivizada para la actividad hidrocarburífera de las EMPRESAS BENEFICIARIAS de DÓLARES ESTADOUNIDENSES CINCUENTA MILLONES (USD 50.000.000).

1.26 TERCEROS RECUPERADORES: son los PROVEEDORES REGIONALES O NACIONALES inscriptos en el REGISTRO DE EMPRESAS PETROLERAS a los que la BENEFICIARIA haya contratado para realizar las actividades de explotación en POZOS DE BAJA PRODUCTIVIDAD.

2. REQUISITOS DE ADHESIÓN

2.1 Para solicitar la adhesión al RADPIP, y a efectos de la evaluación de la solicitud por parte de la Autoridad de Aplicación, las EMPRESAS SOLICITANTES deberán presentar la información y documentación del presente punto. En caso de que las EMPRESAS SOLICITANTES constituyan un GRUPO ECONÓMICO, la solicitud de adhesión al RADPIP deberá ser formulada conjuntamente por todas ellas en una única presentación, a cuyo fin deberán unificar la representación y el domicilio constituido a los efectos del presente régimen.

a) Formulario de adhesión:

SOLICITUD DE ADHESIÓN – DECRETO N° 277/22

BUENOS AIRES, (1)

SEÑORA SECRETARIA DE ENERGÍA DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA (2)
S/ D

De mi consideración:

(3), en mi calidad de (4) de la/s empresa/s (5), según lo acredito con copia certificada de (6), con facultades suficientes para actuar en nombre y representación de dicha/s empresa/s, con domicilio en (7), en el marco de lo establecido en los Decretos Nros. 277 de fecha 27 de mayo de 2022 y 484 de fecha 12 de agosto de 2022, y la Resolución SE N° (8) de fecha (9), me presento con el objeto de solicitar la adhesión de mi/s representada/s al RADPIP, a cuyo fin informo en carácter de Declaración Jurada, que:

1. (5) se encuentra/n inscripta/s en el REGISTRO DE EMPRESAS PETROLERAS SECCIÓN PRODUCTORAS de la Disposición ex SSHYC N° 337/19.

2. (5) **NO/SI** es/son adjudicataria/s en el marco del PLAN GAS.AR.

3. La presente solicitud por parte de (5) implica la aceptación voluntaria de todos los requisitos dispuestos en el Decreto N° 277/22, su reglamentación aprobada por el Decreto N° 484/22 y toda otra norma aclaratoria o complementaria que se dicte para la implementación de los Regímenes aprobados por el citado decreto.

Asimismo, (5) acepta/n los mecanismos que la Autoridad de Aplicación establezca para verificar la veracidad de la información suministrada, y presta/n expresa conformidad para que la AFIP y el BCRA transmitan a la Autoridad de Aplicación toda la información necesaria para la implementación y contralor de los Regímenes.

4. A los efectos de acceder a los beneficios del RADPIP, (5) renuncia/n expresamente a toda promoción de acciones administrativas y/o judiciales contra el ESTADO NACIONAL respecto de cualquier concepto vinculado con el Plan Gas.Ar, con las Rondas efectuadas para la adjudicación de volúmenes y con las autorizaciones de exportación otorgadas en el marco del Decreto N° 892/2020, Decreto N° 730/22 y de la Resolución N° 360/21, y desiste/n de cualquier reclamo que por tales conceptos hubiese sido iniciado con anterioridad al dictado del Decreto N° 484/22.

5. (5) Informa/n que no se encuentra/n comprendida/s en los supuestos contemplados por el Artículo 30 del Decreto N° 277/22.

6. (5) consiente/n expresamente que la presente solicitud implica, sin admitir prueba en contrario, la aceptación de la metodología empleada por la Autoridad de Aplicación para el cálculo de los beneficios previstos en el RADPIP.

7. (5) acepta/n que el domicilio denunciado tiene carácter de domicilio constituido respecto a (5), y de corresponder, de sus empresas subsidiarias y/o vinculadas alcanzadas por los términos establecidos en el Decreto N° 277/22, su reglamentación y la Resolución SE N° (8), de fecha (9), y normas complementarias, siendo válidas todas las notificaciones allí dirigidas respecto a (5) y las citadas empresas.

Firma:

Aclaración:

Referencias: (1) Fecha de presentación del Formulario de Solicitud. (2) Nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA. (3) Nombre del presentante. (4) Carácter Invocado. (5) Denominación Social de la/s Empresa/s Solicitante/s. (6) Instrumento que acredita la personería y/o representación invocada debidamente certificado y/o legalizado, en caso de corresponder. (7) Domicilio legal de la/s Empresa/s Solicitante/s. (8) Número de la Resolución SE mediante la cual se instrumentó el Régimen. (9) Fecha de la Resolución mediante la cual se instrumentó el Régimen.

- b) Certificado de inscripción en el REGISTRO DE EMPRESAS PETROLERAS, Sección “Productora”, de conformidad con la Disposición N° 337/19 de la ex SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS Y COMBUSTIBLES.
- c) Instrumento que acredite la personería de sus representantes, debidamente autenticado.
- d) Declaración Jurada sobre la pertenencia a grupo económico y composición accionaria, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5° del Decreto N° 484/22:

DDJJ ARTÍCULO 5° DECRETO N° 484/22

(1), en mi carácter de (2) de la firma (3) conforme surge de (4) que adjunto a la presente, el cual declaro bajo juramento se encuentra vigente, manteniendo el domicilio especial en la calle (5) me presento y digo:

Que en carácter invocado y siguiendo expresas instrucciones de (3) vengo por la presente a dar cumplimiento del requisito previsto en el Artículo 5° del Decreto N° 277/22 y en los términos establecidos en el Artículo 5° del Decreto N° 484/22.

A tal efecto, y en función del leal entendimiento del contenido y de los alcances de la citada norma se declara bajo juramento que (3) NO/SI (6) posee contratos asociativos contemplados en el Capítulo 16 del Título IV del Libro III del Código Civil y Comercial de la Nación.

Asimismo, NO/SI (7) (3) posee participación en empresas controladas y/o la participación de empresas controlantes que solicitan la adhesión al RADPIP.

Por último, se adjunta a la presente la correspondiente composición accionaria de (3) al dd/mm/aaaa.

Firma:

Aclaración:

Referencias: (1) Nombre del representante. (2) Carácter de la representación (presidente, apoderado, etc.). (3) Denominación social de la empresa solicitante. (4) Instrumento del cual surge la representación (estatuto, acta de designación, poder general o especial). (5) Domicilio especial de la empresa solicitante. (6) Tachar lo que no corresponda. En caso de respuesta afirmativa deberá acompañar el contrato de servicios vinculante. (7) Tachar lo que no corresponda.

- e) Las EMPRESAS SOLICITANTES deberán presentar, de corresponder y por única vez, una declaración jurada con las participaciones porcentuales sobre la producción de petróleo crudo resultantes de los contratos de asignación de producción preexistentes a la entrada en vigencia del Decreto N° 277/22.
- f) Estimación de la LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN correspondiente a las áreas de concesión de las que tenga titularidad, total o parcialmente. De corresponder, deberá incorporarse la producción sobre la cual la EMPRESA SOLICITANTE tenga derechos en virtud de contratos de asignación de producción, con el alcance establecido en el inciso e) del presente punto.

La estimación de la LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN deberá ser presentada conforme al formato de la “Tabla 1”, que se encuentra publicada en la página *web* de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

En caso de que las EMPRESAS SOLICITANTES constituyan un GRUPO ECONÓMICO, la información y estimación de la LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN deberá ser presentada en forma consolidada.

Tabla 1. Línea Base de producción de Petróleo

ÁREA (A)	CUENCA (B)	OPERADOR (C)	TITULAR (D)	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN (E)	PRODUCCIÓN total área 2021 (F)	PRODUCCIÓN 2021 por participación (G)	DENSIDAD (H)	Grados API (I)	FACTOR DE REDUCCIÓN POR CALIDAD (J)	LÍNEA BASE AJUSTADA (K)
#1	GOLFO SAN JORGE								0,9	
#2	CUYANA								0,9	
#3	NEUQUINA								0,9 o 1	
#4	AUSTRAL								0,9 o 1	
#5	NOROESTE								0,9 o 1	
#n	según corresponda								0,9 o 1	

LÍNEA BASE (L)

Referencias: (A) Detallar todas aquellas áreas en las cuáles la empresa beneficiaria tiene participación. Indicar tantas como sean necesario sean operadas o no por la empresa beneficiaria. (B) Indicar a qué cuenca corresponde cada una de las áreas detalladas en la columna A. (C) Indicar a qué empresa opera cada área detallada en la columna A. (D) Indicar qué empresa es titular o tiene derecho sobre la producción en cada área detallada en la columna A. Para los casos en que dos o más empresas del mismo grupo posean participación en la misma área, el área deberá ser consignada dos o más veces discriminando en cada caso a las empresas del grupo económico. (E) Indicar el porcentaje que posee cada una de las empresas que conforman el grupo económico sobre las áreas detalladas en la columna A. (F) Indicar la producción de petróleo según lo informado mediante Resolución SE 319/1993 en cada área detallada en la columna A para 2021. (G) Resulta de multiplicar la columna E por el F. (H) Indicar la densidad según lo informado mediante Resolución SE 319/1993 en cada área detallada en la columna A correspondientes a la cuenca NEUQUINA, AUSTRAL y NOROESTE. (I) La columna H convertida según la fórmula del Decreto 484. (J) Si el área detallada en la columna A corresponde a la cuenca GOLFO SAN JORGE o CUYANA consignar 0,9 y si se corresponde a cuenca NEUQUINA, AUSTRAL o NOROESTE consignar 1 salvo que la columna I sea menor a 31,5° API en cuyo caso corresponde 0,9. (K) Resulta de multiplicar la columna G por J. (L) Sumatoria de los valores de la columna K.

- g) Áreas de producción en las que la EMPRESA SOLICITANTE detente titularidad o cotitularidad en la concesión de explotación, y su porcentual de participación, de acuerdo a los lineamientos del Inciso f) del presente punto.

- h) Listado de POZOS INACTIVOS o POZOS DE BAJA PRODUCTIVIDAD, conforme al formato de la “Tabla 2”, que se encuentra publicada en la página *web* de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Tabla 2. POZOS DE BAJA PRODUCTIVIDAD o previamente inactivos o cerrados en 2021

ID POZO (A)	SIGLA POZO (B)	AREA (C)	YACIMIENTO (D)	OPERADOR (E)	TITULAR (F)	PRODUCCIÓN CONVENCIONAL (G)
#1						
#2						
#3						
#4						
#5						
#n						

Referencias: (A) Detallar el ID de pozo según Resolución SE 319/1993 (Capítulo IV). (B) Detallar la sigla de pozo según Resolución SE 319/1993 (Capítulo IV). (C) Indicar a qué área corresponde cada pozo detallado en las columnas A y B. (D) Indicar a qué yacimiento corresponde cada pozo detallado en las columnas A y B. (E) Indicar qué empresa opera cada pozo detallado en las columnas A y B. (F) Indicar a qué empresa es titular o tiene derecho sobre la producción en cada área detallada en la columna A. Para los casos en que dos o más empresas del mismo grupo posean participación en la misma área, el área deberá ser consignada dos o más veces discriminando en cada caso a las empresas del grupo económico. (G) Indicar la producción diaria promedio respecto del tiempo de producción efectiva de 2021 según lo informado mediante Resolución SE 319/1993.

- i) En caso de que la EMPRESA SOLICITANTE se presente conjuntamente con un TERCERO ASOCIADO, en el marco de lo establecido en el Artículo 1° del Decreto N° 484/22, deberá presentar la documentación respaldatoria que acredite fehacientemente un vínculo contractual superior o igual a DOCE (12) meses y las certificaciones contables de las inversiones realizadas por al menos DÓLARES ESTADOUNIDENSES CINCUENTA MILLONES (USD 50.000.000).

2.2 La información requerida en el Punto 2.1. del presente Apartado deberá ser presentada, en carácter de Declaración Jurada, en la Mesa de Entradas de la SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, sita en Paseo Colón 171, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Sin perjuicio de lo expuesto, la Autoridad de Aplicación notificará oportunamente a las EMPRESAS SOLICITANTES, la implementación del trámite en la Plataforma de Trámites a Distancia (TAD) del Sistema de Gestión Documental Electrónica (<https://tramitesadistancia.gob.ar/>) para realización de este procedimiento.

2.3 La solicitud de adhesión será evaluada por las áreas con competencia específica, en el ámbito de la SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS, en base a la información contenida en los REGISTROS DE INFORMACIÓN a cuyo fin la citada Subsecretaría, podrá requerir a la EMPRESA SOLICITANTE su actualización mediante los mecanismos y procedimientos establecidos por las normas que lo regulan y/o la información, y/o documentación adicional que considere necesaria a tal fin.

2.4 La Autoridad de Aplicación resolverá la solicitud de adhesión al RADPIP mediante el dictado del correspondiente acto administrativo, en el cual se determinará la LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN, y el trimestre a partir del cual el beneficiario accederá, de corresponder a los beneficios del RADPIP.

La LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN determinada en el acto de adhesión será utilizada para el cálculo del VOLUMEN DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL Trimestral de petróleo crudo, conforme a lo establecido en el Apartado 5 del presente Anexo.

3. DETERMINACIÓN DE LA LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN PARA EL CÁLCULO DEL BENEFICIO

3.1 Para la determinación de la LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN, serán contrastadas las presentaciones realizadas por la EMPRESA SOLICITANTE en cumplimiento de lo establecido en el Punto 2.1 del presente Anexo, con la información contenida en los REGISTROS DE INFORMACIÓN, en lo atinente a la producción de petróleo crudo (producción primaria, secundaria, asistida y condensado); y a la conformación de consorcios.

3.2 La LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN será ajustada por calidad, cuando la producción provenga de áreas ubicadas en las cuencas del Golfo San Jorge, Cuyana y de áreas ubicadas otras cuencas donde el beneficiario haya declarado una densidad del crudo menor a 30° API. El ajuste consistirá en una disminución del DIEZ POR CIENTO (10%) sobre la producción diaria de dichas áreas.

3.3. La LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN podrá ser modificada en el caso de cesión total o parcial de los derechos de explotación. En tal caso, una vez cumplidas las condiciones previstas en el Artículo 3° del Decreto N° 484/22, la LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN será incrementada respecto del cesionario, y disminuida respecto del cedente en un volumen equivalente al de la producción correspondiente al área cedida.

4. SOLICITUD DEL BENEFICIO

4.1 Para solicitar el reconocimiento del beneficio, y a efectos de la evaluación de la solicitud por parte de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, las EMPRESAS BENEFICIARIAS deberán presentar la información y documentación detalladas en el presente punto. En caso de que las EMPRESAS BENEFICIARIAS constituyan un GRUPO ECONÓMICO, la solicitud del beneficio deberá ser formulada conjuntamente por todas ellas en una única presentación, a cuyo fin deberán unificar la

representación y el domicilio constituido a los efectos del presente régimen, o ratificar en su caso lo informado en la presentación requerida en el Punto 2.1. del presente Anexo.

a) Formulario de solicitud del beneficio:

SOLICITUD DE BENEFICIO – DECRETO N° 277/22

BUENOS AIRES, (1)

SEÑORA SECRETARIA DE ENERGÍA DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA (2)

S / D

De mi consideración:

(3), en mi calidad de (4) de la/s Empresa/s (5), según lo acredito con copia certificada de (6), con facultades suficientes para actuar en nombre y representación de dicha/s Compañía/s, con domicilio en (7), en el marco de lo establecido en los Decretos Nros. 277 de fecha 27 de mayo de 2022 y 484 de fecha 12 de agosto de 2022, y la Resolución SE N° (8), de fecha (9), me presento con el objeto de solicitar el acceso a los beneficios del RADPIP, correspondientes a la producción incremental del trimestre (10), a cuyo fin, informa en carácter de Declaración Jurada, que:

1. (5) NO/SI se encuentra/n incluida en el “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”, en los términos del Decreto N° 892 de fecha 13 de noviembre de 2020, y sus respectivas normas modificatorias y complementarias.

2. Mediante la presente solicitud, (5) acepta/n expresamente todos los requisitos dispuestos en el Decreto N° 277/22, su reglamentación aprobada por el Decreto N° 484/22, la Resolución SE N° (8) de fecha (9) y toda otra norma aclaratoria o complementaria que se dicte para la implementación de los Regímenes aprobados por el citado Decreto.

Asimismo, (5) acepta/n los mecanismos que la Autoridad de Aplicación establezca para verificar la veracidad de la información suministrada, y presta/n expresa conformidad para que la AFIP y el BCRA transmitan a la Autoridad de Aplicación toda la información necesaria para la implementación y contralor de los Regímenes.

3. A los efectos de acceder a los beneficios del RADPIP, (5) renuncia/n expresamente a toda promoción de acciones administrativas y/o judiciales contra el ESTADO NACIONAL respecto de cualquier concepto vinculado con el Plan Gas.Ar, con las Rondas efectuadas para la adjudicación de volúmenes y con las autorizaciones de exportación otorgadas en el marco del Decreto N° 892/20 y de la Resolución N° 360/21, y desiste/n de cualquier reclamo que por tales conceptos hubiese sido iniciado con anterioridad al dictado del Decreto N° 484/22.

4. (5) Informa/n que no se encuentra/n comprendida/s en los supuestos contemplados por el Artículo 30 del Decreto N° 277/22.

5. (5) consiente/n expresamente que la presente solicitud implica, sin admitir prueba en contrario, la aceptación de la metodología empleada por la Autoridad de Aplicación para el cálculo de los beneficios previstos en el RADPIP.

6. (5) acepta/n que el domicilio denunciado tiene carácter de domicilio constituido respecto a (5), y de corresponder, de sus empresas subsidiarias y/o vinculadas alcanzadas por los términos establecidos en el Decreto N° 277/22, su reglamentación y normas complementarias, siendo válidas todas las notificaciones allí dirigidas respecto a (5) y las citadas empresas.

Firma:

Aclaración:

Referencias: (1) Fecha de presentación del Formulario de Solicitud. (2) Nombre de la SECRETARIA DE ENERGÍA. (3) Nombre del presentante. (4) Carácter Invocado. (5) Denominación Social de la/s Empresa/s Beneficiaria/s. (6) Instrumento que acredita la personería y/o representación invocada debidamente certificado y/o legalizado, en caso de corresponder. (7) Domicilio legal de la/s Empresa/s Beneficiaria/s. (8) Número de la Resolución SE mediante la cual se instrumentó el Régimen. (9) Fecha de la Resolución mediante la cual se instrumentó el Régimen. (10) Trimestre y año de la Producción incremental por la cual se presenta la solicitud.

- b) Estimación de su PRODUCCIÓN INCREMENTAL TRIMESTRAL proveniente de las áreas de producción de la beneficiaria, de acuerdo al formato de la “Tabla 3” que se encuentra publicada en la página *web* de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Tabla 3. Producción incremental de petróleo crudo

ÁREA (A)	CUENCA (B)	OPERADOR (C)	TITULAR (D)	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN (E)	PRODUCCIÓN DEL ÁREA (F)	PRODUCCIÓN DEL BENEFICIARIO (G)	LINEA BASE (H)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL TRIMESTRAL (I)
#1	GOLFO SAN JORGE							
#2	CUYANA							
#3	NEUQUINA							
#4	AUSTRAL							
#5	NOROESTE							
#n	según corresponda							

PRODUCCIÓN INCREMENTAL TRIMESTRAL (J)

Referencias: (A) Detallar todas aquellas áreas en las cuáles la empresa beneficiaria tiene participación. Indicar tantas como sean necesario sean operadas o no por la empresa beneficiaria. (B) Indicar a qué cuenca corresponde cada una de las áreas detalladas en la columna A. (C) Indicar a qué empresa opera cada área detallada en la columna A. (D) Indicar a qué empresa es titular o tiene derecho sobre la producción en cada área detallada en la columna A. Para los casos en que dos o más empresas del mismo grupo posean participación en la misma área, el área deberá ser consignada dos o más veces discriminando en cada caso a las empresas del grupo económico. (E) Indicar el porcentaje total que posee cada una de las empresas (de un mismo grupo económico) sobre las áreas detalladas en la columna A. (F) Indicar de cada área detallada en la columna A la producción correspondiente a los meses del trimestre solicitado sumado a los 9 meses anteriores al mismo. (G) Resulta de multiplicar la columna E por I. (H) Indicar la línea base correspondiente a cada área detallada en la columna A. (I) Resulta de restar la columna G menos la columna H, y luego dividir el resultado dividirlo por 4. (J) Sumatoria de los valores de la columna L.

Nota: la producción de petróleo debe informarse en metros cúbicos (m³) y el declino debe informarse como porcentaje y ajustado hasta el tercer decimal.

- c) Los puntos de medición afectados a la producción incremental declarada.
- d) De corresponder, las cesiones de porcentaje de titularidad efectuadas y/o la adquisición de nuevos porcentajes de participación; con la documentación respaldatoria correspondiente.
- e) Las exportaciones de petróleo crudo en metros cúbicos (m³), realizadas durante los DOCE (12) meses previos, incluido el trimestre por el que se solicita el beneficio.
- f) De corresponder, la identificación y estimación de los incrementos del Volumen de Producción Incremental Beneficiado previstos en el Artículo 7° del Decreto N° 277/22, de acuerdo a las pautas metodológicas dispuestas en el Apartado 6 del presente Anexo.
- g) Los contenidos mínimos del PLAN DE DESARROLLO DE PROVEEDORES REGIONALES Y NACIONALES (PDPRN), con el alcance dispuesto en el Capítulo 3 del Título III del Decreto N° 277/22, su reglamentación, y lo establecido en el Anexo III de la presente medida.

4.2 Las participaciones por área utilizadas en la solicitud del beneficio deberán ser las mismas que conformaron la LÍNEA BASE DE PRODUCCIÓN y sólo podrán modificarse cuando se cumplan las condiciones previstas para el caso de cesión de los derechos de explotación sobre dichas áreas, de conformidad con lo dispuesto en el Punto 3.3. del presente Anexo.

4.3. El reconocimiento del beneficio deberá ser solicitado por la BENEFICIARIA dentro del plazo perentorio de QUINCE (15) días hábiles posteriores a la finalización de cada trimestre.

4.4 La solicitud de beneficio deberá ser presentada, en carácter de Declaración Jurada, en la Mesa de Entradas de la SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, sita en (Paseo Colón 171), de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Sin perjuicio de lo expuesto, la Autoridad de Aplicación notificará oportunamente a las Empresas BENEFICIARIA, la implementación del trámite en la Plataforma de Trámites a Distancia (TAD) del Sistema de Gestión Documental Electrónica (<https://tramitesadistancia.gob.ar/>) para realización de este procedimiento.

4.5 La solicitud de beneficio será evaluada por las áreas con competencia específica, en el ámbito de la Subsecretaría de Hidrocarburos, en base a la información contenida en los REGISTROS DE INFORMACIÓN a cuyo fin la citada Subsecretaría, podrá requerir a la EMPRESA BENEFICIARIA su actualización mediante los mecanismos y procedimientos establecidos por las normas que lo regulan y/o la información, y/o documentación adicional que considere necesaria.

4.6 El reconocimiento del beneficio deberá ser solicitado por la BENEFICIARIA dentro del plazo perentorio de QUINCE (15) días hábiles posteriores a la finalización de cada trimestre.

4.7 En caso que lo estime pertinente, la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, podrán requerir a cada BENEFICIARIA que presente aquellas aclaraciones y correcciones que estimen pertinentes.

5. PRODUCCION INCREMENTAL TRIMESTRAL

5.1 La PRODUCCIÓN INCREMENTAL TRIMESTRAL estimada y presentada en la respectiva solicitud, conforme a lo establecido en el Inciso b) del Punto 4.1. del presente Anexo, será evaluada por la Autoridad de Aplicación según:

- La información relativa a la EMPRESA BENEFICIARIA obrante en los REGISTROS DE INFORMACIÓN y la Disposición N° 337/19 de la ex SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS Y COMBUSTIBLES.
- Los volúmenes de producción declarados en los puntos de medición indicados por la beneficiaria como afectados al RADPIP. Dichos volúmenes únicamente se computarán en la medida que la beneficiaria haya instalado los medidores necesarios, debidamente homologados según lo establecido en el Reglamento Técnico de Medición de Hidrocarburos aprobado por la Resolución N° 557/22 de fecha 21 de julio de 2022 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA, y en tanto los mismos hayan sido auditados y aprobados según lo dispuesto por la mencionada resolución.

De no encontrarse cumplidas en lo pertinente las disposiciones del referido reglamento, se otorgará a la beneficiaria un plazo de NOVENTA (90) días para adaptar sus sistemas de medición de hidrocarburos a lo allí dispuesto. Cumplido dicho plazo, y de persistir el

incumplimiento al citado Reglamento Técnico de Medición de Hidrocarburos, no serán considerados los volúmenes correspondientes.

5.2 LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL, determinada por las áreas con competencia específica en el ámbito de la Subsecretaría de Hidrocarburos, y conforme a las pautas consignadas en el Punto 5.1 del presente Anexo, será utilizada, junto con los incrementos que pudieren corresponder por incentivos, para el cálculo del Volumen de Producción Incremental Beneficiado (VPIB).

5.3 En caso de que existieren diferencias entre la producción declarada por las BENEFICIARIAS y la disponible en los REGISTROS DE INFORMACIÓN de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, ésta podrá solicitar a cada BENEFICIARIA las aclaraciones y rectificaciones correspondientes; las que deberán ser remitidas dentro de los DIEZ (10) días hábiles posteriores a la fecha de recepción de la solicitud. Dicho requerimiento implicará la suspensión del plazo dispuesto en el Artículo 2° del Decreto N° 484/22, para el reconocimiento del beneficio, hasta su efectivo cumplimiento.

6. VOLÚMEN DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL BENEFICIADO (VPIB) E INCENTIVOS ESPECÍFICOS

6.1 El VPIB se define como el VEINTE POR CIENTO (20%) de la PRODUCCIÓN INCREMENTAL TRIMESTRAL correspondiente a cada BENEFICIARIA, de acuerdo con el Punto 5.1 del presente Anexo.

6.2 El VPIB podrá incrementarse en la cantidad de puntos porcentuales equivalente a una QUINTA PARTE (1/5) cuando alcance la condición de Cumplimiento de la Cobertura del Mercado Interno de Petróleo Crudo (CMIPC), la cual será calculada por la AUTORIDAD DE APLICACIÓN de acuerdo con el Artículo 6° del Decreto N° 484/22.

La BENEFICIARIA, deberá presentar la información para acceder a este incentivo específico de acuerdo al formato de la “Tabla 4”, que se encuentra publicada por la Autoridad de Aplicación en la página *web* de la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Tabla 4. Información de ventas de petróleo crudo al mercado interno

MES (A)	PRODUCCIÓN DE CRUDO (B)	EXPORTACIONES (C)
t-12		
t-11		
...		
t (último mes del trimestre por el que se solicita el beneficio)		

Referencias: (A) Últimos doce meses precedentes al cierre de cada trimestre por el que se solicita el beneficio, incluido este último. (B) Volumen de producción de petróleo crudo en metros cúbicos correspondiente a las áreas y en relación al porcentaje de propiedad de la BENEFICIARIA. (C) Volumen de exportaciones en metros cúbicos comercializados directa e indirectamente por la BENEFICIARIA.

6.3 La AUTORIDAD DE APLICACIÓN podrá ampliar el VPIB en hasta CINCO (5) puntos porcentuales considerando la participación de la producción de petróleo crudo proveniente de cuencas, áreas o regiones con explotación convencional sobre la producción total de cada BENEFICIARIO; siempre que éstos hayan podido contrarrestar el DECLINO TÉCNICO AJUSTADO de dicha producción convencional, con el alcance dispuesto en el Artículo 7 del Decreto N° 484/22 y según los niveles de declino por cuenca definidos en el “Cuadro 1”. Los valores allí consignados podrán ser actualizados por la Autoridad de Aplicación cada dos años.

Este derecho incremental solo se aplicará si al mismo tiempo el beneficiario obtuviese PRODUCCIÓN INCREMENTAL TRIMESTRAL durante el trimestre examinado, de acuerdo a lo establecido en el Apartado 5 del presente Anexo.

Cuadro 1. Declino técnico ajustado según cuenca hidrocarburífera

CUENCA	DECLINO TÉCNICO AJUSTADO EN %
Austral	-2,46
Cuyana	-2,25
Golfo San Jorge	-2,18
Neuquina	-2,51
Noroeste	-3,52

Nota: el declino técnico ajustado es el promedio ponderado entre el declino técnico estimado (tasa de variación interanual de la producción de petróleo por cuenca estimada por la Autoridad de Aplicación a partir de un análisis de regresión lineal) y el declino observado (promedio de las variaciones interanuales de la producción de petróleo por cuenca de las tasas de declino de la producción convencional desde el año 2007) para cada cuenca, y publicado en la página web de la Secretaría de Energía.

6.4. La AUTORIDAD DE APLICACIÓN podrá ampliar el VPIB en hasta en hasta dos (2) puntos porcentuales, cuando los beneficiarios obtengan PRODUCCIÓN INCREMENTAL TRIMESTRAL de petróleo a partir de POZOS DE BAJA PRODUCTIVIDAD o POZOS INACTIVOS, y en asociación con TERCEROS RECUPERADORES, conforme a lo dispuesto en el Artículo 8 del Decreto N° 484/22.

6.5. La AUTORIDAD DE APLICACIÓN podrá ampliar el VPIB en hasta en hasta DOS (2) puntos porcentuales, cuando los BENEFICIARIOS obtengan PRODUCCIÓN INCREMENTAL TRIMESTRAL, contratando al menos el DIEZ POR CIENTO (10%) de los servicios de fractura a PROVEEDORES DIRECTOS. Para ello las BENEFICIARIAS deberán presentar a la Autoridad de Aplicación una certificación contable que acredite el cumplimiento de dicho requisito. Si los de servicios de fractura son contratados a PROVEEDORES NACIONALES, el incremento será de UN (1) punto porcentual y si son de PROVEEDORES REGIONALES el incremento será de DOS (2) puntos porcentuales.

6.5.1. Los proveedores de servicios de fractura deberán entregar a los BENECIARIOS del RADPIP en carácter de declaración jurada la información de acuerdo al formato de la “Tabla 5” y la “Tabla 6”, que se encuentran publicadas por la Autoridad de Aplicación en la página web de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, correspondiente a los últimos DOCE (12) meses de actividad, la cual

deberá ser remitida semestralmente (a partir del 1° de enero de 2023 y a semestre calendario vencido) por los BENEFICIARIOS a la SECRETARÍA DE ENERGÍA.

Tabla 5. INFORMACIÓN DE PROVEEDORES DE SERVICIO DE FRACTURA

EMPRESA PROVEEDORA DEL SERVICIO DE FRACTURA	CUIT	VENTAS SEMESTRALES TOTALES (Pesos)	IMPORTACIONES DIRECTAS (Pesos)(1)	IMPORTACIONES INDIRECTAS (Pesos)(1)

Referencias: (1) Se deberá utilizar el tipo de cambio diario del Banco de la Nación Argentina tipo vendedor para calcular el importe de las compras externas adquiridas con divisas.

Tabla 6. INFORMACIÓN DE EMPRESAS INTEGRANTES DEL PRIMER ANILLO DE PROVEEDORES DE LA EMPRESA DE SERVICIO DE FRACTURA

RAZÓN SOCIAL DE LA EMPRESA INTEGRANTE DEL PRIMER ANILLO DE PROVEEDORES	CUIT	PRINCIPAL BIEN O SERVICIO OTORGADO

6.6. La AUTORIDAD DE APLICACIÓN podrá ampliar el VPIB en hasta en hasta DOS (2) puntos porcentuales, cuando los BENEFICIARIOS registren en la Resolución N° 2.057 de fecha 26 de diciembre de 2005 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, inversiones por un monto no inferior a DÓLARES ESTADOUNIDENSES CINCO MILLONES (USD 5.000.000), en concepto de exploración y explotación de petróleo en las áreas marginales definidas en el “Cuadro 2”.

El plazo máximo de realización de dichas inversiones no podrá ser superior a DOS (2) años previos al trimestre por el que se solicita el beneficio y posteriores a la adhesión del régimen.

Cuadro 2. ÁREAS MARGINALES SEGÚN PROVINCIA y CUENCA

Orden	PROVINCIA	ÁREA	Orden	PROVINCIA	ÁREA
1	Salta	YASTASTO	33	Neuquén	OJO DE AGUA
2	Chubut	ALBERTO	34	Neuquén	PASO AGUERRE
3	Santa Cruz	AN-AIKE	35	Neuquén	PORTEZUELO MINAS
4	Santa Cruz	BAJADA FORTALEZA	36	Neuquén	VETA ESCONDIDA
5	Santa Cruz	BARDA LAS VEGAS	37	Mendoza	CAJON DE LOS CABALLOS (SECTOR ORIENTAL)
6	Santa Cruz	EL CERRITO OESTE	38	Río Negro	DON JOSE
7	Santa Cruz	ESTANCIA CHIRIPA	39	Mendoza	EL MANZANO OESTE (AGRIO)
8	Santa Cruz	GLENCROSS	40	Río Negro	LOMA GUADALOSA
9	Santa Cruz	LA CARMEN	41	Mendoza	LA PALOMA
10	Santa Cruz	LA PORFIADA	42	Río Negro	PUESTO SURVELIN
11	Santa Cruz	LA TEHUELCHÉ	43	Mendoza	MINA CERRO DEL ALQUITRAN
12	Santa Cruz	LAGUNA DE LOS CAPONES	44	Mendoza	PUESTO MOLINA NORTE

13	Neuquén	CENTENARIO
14	Santa Cruz	CERRO MANGRULLO
15	Formosa	EL CHIVIL
16	Santa Cruz	PALERMO AIKE
17	Santa Cruz	PUESTO OLIVERIO
18	Tierra del Fuego	RIO CULLEN
19	Salta	EL VINALAR
20	Santa Cruz	TAPI AIKE
21	Chubut	CAÑADON PILAR
22	Tierra del Fuego	TIERRA DEL FUEGO - FRACCION C
23	Chubut	CAÑADON RAMIREZ
24	Santa Cruz	LOMITA DE LA COSTA
25	Neuquén	CURAMHUELE
26	Neuquén	DON RUIZ
27	Salta	VALLE MORADO
28	Neuquén	EL CARACOL NORTE
29	Santa Cruz	PAMPA VERDUN
30	Tierra del Fuego	TIERRA DEL FUEGO - FRACCION E
31	Santa Cruz	SIERRA DEL CARRIL
32	Neuquén	FONDO DE LA LEGUA

45	Río Negro	TRES NIDOS
46	Mendoza	PUNTILLA DEL HUINCAN
47	Río Negro	VACA MAHUIDA
48	Chubut	DON ERNESTO
49	Chubut	GEMELOS
50	Chubut	LA TAPERA
51	Chubut	MINA PROCYON
52	Chubut	MINA RESERVA
53	Chubut	PICO SALAMANCA
54	Santa Cruz	BARRANCA YANKOWSKY
55	Mendoza	PASO DE LAS BARDAS NORTE
56	Neuquén	PASO DE LAS BARDAS NORTE
57	Río Negro	FLOR DE ROCA
58	Santa Cruz	SANTA CRUZ II - FRACCION A
59	La Pampa	GOBERNADOR AYALA v
60	Neuquén	CUTRAL CO SUR
61	Neuquén	PUESTO TOUQUET
62	Río Negro	LAS BASES
63	Santa Cruz	FARO VIRGENES
64	Santa Cruz	LA PAZ

Orden	PROVINCIA	ÁREA
65	Río Negro	JARILLA QUEMADA
66	Neuquén	Neuquén DEL MEDIO
67	Santa Cruz	ESTANCIA LA MARIPOSA
68	Chubut	SOLANO
69	Chubut	MATAMAGALLANES OESTE
70	Santa Cruz	OCEANO
71	Río Negro	CATRIEL VIEJO
72	Santa Cruz	SUR RIO DESEADO ESTE
73	Santa Cruz	CAMPO BREMEN
74	Río Negro	PUESTO MORALES ESTE
75	Neuquén	DOS HERMANAS
76	Santa Cruz	MARIA INES OESTE
77	Mendoza	EL MANZANO OESTE (RESTO)
78	La Pampa	RINCONADA - PUESTO MORALES
79	Chubut	SARMIENTO
80	Mendoza	ATUEL NORTE EXPLOTACION
81	Salta	SAN ANTONIO SUR
82	Santa Cruz	LAGUNA DEL ORO
83	Mendoza	VEGA GRANDE
84	Chubut	SINDICATO
85	Río Negro	BARRANCA DE LOS LOROS
86	Santa Cruz	SANTA CRUZ I - FRACCION D

Orden	PROVINCIA	ÁREA
97	Mendoza	ALTIPLANICIE DEL PAYUN
98	Neuquén	ANTICLINAL CAMPAMENTO
99	Chubut	KM. 8
100	Neuquén	LOMA MONTOSA OESTE
101	Río Negro	LOMA MONTOSA OESTE
102	Mendoza	CACHEUTA
103	Mendoza	CEFERINO
104	Tierra del Fuego	LAGO FUEGO
105	Santa Cruz	PUESTO PETER
106	Chubut	CERRO NEGRO
107	Santa Cruz	MOY AIKE
108	Tierra del Fuego	TIERRA DEL FUEGO - FRACCION D
109	Chubut	PUESTO QUIROGA
110	Neuquén Y Mendoza	EL PORTON
111	Santa Cruz	CAMPO BOLEADORAS
112	Neuquén	EL SAUCE
113	Río Negro	MEDIANERA
114	Santa Cruz	CHORRILLOS
115	Santa Cruz	ANTICLINAL AGUADA BANDERA
116	Santa Cruz	LOS MONOS
117	Tierra del Fuego	LOS CHORRILLOS
118	Chubut	JOSE SEGUNDO

87	Santa Cruz	CERRO OVERO
88	Santa Cruz	EL CORDON
89	Santa Cruz	SANTA CRUZ I - FRACCION A
90	Santa Cruz	SANTA CRUZ I - FRACCION B
91	Mendoza	CERRO MOLLAR NORTE
92	Santa Cruz	SANTA CRUZ II - FRACCION B
93	La Pampa	SALINA GRANDE I
94	Santa Cruz	MARIA INES
95	Chubut	RIO MAYO
96	Santa Cruz	DOS HERMANOS

119	Mendoza	RIO TUNUYAN
120	Santa Cruz	MESETA SIRVEN
121	Tierra del Fuego	LAS VIOLETAS
122	Santa Cruz	CAÑADON VASCO
123	Santa Cruz	BLOQUE 127
124	Río Negro	RINCONADA PUESTO MORALES RN
125	Mendoza	LOMA DE LA MINA
126	Mendoza	PUESTO POZO CERCADO ORIENTAL
127	Formosa	SURUBI
128	Río Negro	CHARCO DEL PALENQUE

Orden	PROVINCIA	ÁREA
129	Salta	PUESTO GUARDIAN
130	Santa Cruz	EL VALLE
131	Mendoza	CAJON DE LOS CABALLOS
132	Mendoza	ATAMISQUI
133	Formosa	PALMAR LARGO
134	Neuquén	COIRON AMARGO NORTE
135	JUJUY	CAIMANCITO
136	Santa Cruz	TRES PICOS
137	Santa Cruz	SANTA CRUZ I - FRACCION C
138	Río Negro	BAJO DEL PICHE
139	Mendoza	CHIHUIDO DE LA SALINA
140	Mendoza	CHIHUIDO DE LA SALINA SUR
141	Neuquén	EL PORVENIR
142	Santa Cruz	CAMPO INDIO
143	Mendoza	PUESTO ROJAS
144	Chubut	ESTANCIA LA ESCONDIDA
145	Río Negro	LOS CALDENES
146	La Pampa	MEDANITO SUR
147	Tierra del Fuego	TIERRA DEL FUEGO - FRACCION A
148	Santa Cruz	CERRO WENCESLAO
149	Tierra del Fuego	TIERRA DEL FUEGO - FRACCION B
150	Río Negro	EL SANTIAGUEÑO
151	Río Negro	CATRIEL OESTE
152	Neuquén	LOS BASTOS
153	Santa Cruz	ESTANCIA AGUA FRESCA
154	Neuquén	AL SUR DE LA DORSAL
155	Chubut	ANTICLINAL FUNES
156	Santa Cruz	LAS HERAS
157	Salta	RAMOS
158	Santa Cruz	CERRO PIEDRA - CERRO GUADAL NORTE
159	Chubut	RESTINGA ALI
160	Salta	LOS BLANCOS

Orden	PROVINCIA	ÁREA
161	Santa Cruz	MESETA ESPINOSA (CGSJ-10)
162	Chubut	CHULENGO
163	Mendoza	CONFLUENCIA SUR
164	Santa Cruz	MESETA ESPINOSA
165	Mendoza	CHAÑARES HERRADOS
166	Mendoza	REFUGIO TUPUNGATO
167	Chubut	KM. 20
168	Neuquén	AGUADA BAGUALES
169	Neuquén	SEÑAL CERRO BAYO
170	Río Negro	CENTRO ESTE
171	Santa Cruz	CAÑADON SECO
172	Chubut	BELLA VISTA OESTE - BLOQUE I
173	Santa Cruz	CAÑADON LEON
174	Mendoza	CAÑADON AMARILLO
175	Salta	AGUARAGÜE
176	Salta	ACAMBUCO
177	Mendoza	EL SOSNEADO
178	Santa Cruz	CAÑADON MINERALES
179	Mendoza	PIEDRAS COLORADAS - ESTRUCTURA INTERMEDIA
180	Mendoza	MESA VERDE
181	Mendoza	CERRO MORADO ESTE
182	Santa Cruz	SUR PIEDRA CLAVADA
183	Mendoza	LLANCANELO
184	Río Negro	EL MEDANITO
185	Santa Cruz	KOLUEL KAIKE - EL VALLE
186	Neuquén	VOLCAN AUCA MAHUIDA
187	Tierra del Fuego	ANGOSTURA (CA-14)
188	La Pampa	25 DE MAYO - MEDANITO SUD ESTE LP
189	Santa Cruz	PIEDRA CLAVADA (CGSJ-IV)
190	Río Negro	JAGÜEL DE LOS MACHOS RN
191	Mendoza	VALLE DEL RIO GRANDE
192	Río Negro	25 DE MAYO - MEDANITO SUD ESTE RN

Orden	PROVINCIA	ÁREA
193	Santa Cruz	PIEDRA CLAVADA
194	Santa Cruz	EL HUEMUL - KOLUEL KAIKE
195	Santa Cruz	PICO TRUNCADO - EL CORDON
196	Mendoza	CERRO FORTUNOSO
197	Río Negro	ENTRE LOMAS
198	Neuquén	ENTRE LOMAS
199	Santa Cruz	CAÑADON YATEL
200	Mendoza	LA VENTANA
201	Chubut	CERRO TORTUGA - LAS FLORES
202	Chubut	CAMPAMENTO CENTRAL - CAÑADON PERDIDO
203	Mendoza	PUESTO HERNANDEZ
204	Neuquén	PUESTO HERNANDEZ
205	La Pampa	MEDANITO
206	Mendoza	VIZCACHERAS
207	Chubut	PAMPA DEL CASTILLO - LA GUITARRA
208	Santa Cruz	EL GUADAL - LOMAS DEL CUY
209	Río Negro	SEÑAL PICADA - PUNTA BARDA
210	Neuquén	SEÑAL PICADA - PUNTA BARDA
211	La Pampa	CNQ 7/A
212	Santa Cruz	CERRO DRAGON
213	Mendoza	BARRANCAS
214	Chubut	EL TORDILLO
215	Chubut	ESCALANTE - EL TREBOL
216	Santa Cruz	CAÑADON LEON - MESETA ESPINOSA
217	Santa Cruz	LOS PERALES - LAS MESETAS
218	Mendoza	CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA
219	Neuquén	CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA
220	Chubut	DIADEMA
221	Santa Cruz	CAÑADON DE LA ESCONDIDA - LAS HERAS
222	Chubut	MANANTIALES BEHR

6.6.1 En caso que la producción conjunta de petróleo crudo en los últimos DOCE (12) meses, proveniente de las áreas marginales definidas en el presente punto, supere el QUINCE POR CIENTO (15%) de la producción total del país de petróleo crudo convencional durante igual período, el incremento del VPIB será otorgado en función del orden de prelación establecido en el Cuadro 2, hasta la concurrencia de dicho nivel porcentual.

6.6.2 La pertinencia del incentivo se calculará para cada área trimestralmente, conforme a lo dispuesto en el Artículo 10 del Decreto N° 484/22.

7. DETERMINACIÓN DEL BENEFICIO Y OTORGAMIENTO

7.1 El monto del beneficio será el equivalente a:

- a) El VPIB, obtenido de acuerdo al Apartado 6 del presente Anexo, valuado al precio FOB para el “ICE Brent primera línea”, publicado por el “Platts Crude Marketwire” bajo el encabezado “Futures Settlements” u otro proveedor de precios internacionales que defina la Autoridad de Aplicación, promedio de los últimos DOCE (12) meses anteriores al trimestre por el cual se presenta el beneficio, neto de los derechos de exportación vigentes en cada período comprendido.
- b) El valor resultante en el Punto a) será ajustado por un coeficiente (prima o descuento por calidad del petróleo crudo).
- c) A efectos del ajuste a realizar, conforme el Punto b) anterior, deberán considerarse los coeficientes del “Cuadro 3”.

Cuadro 3. Primas o descuentos por calidad del petróleo crudo

TIPO DE CRUDO	COEFICIENTE DE AJUSTE POR CALIDAD DE CRUDO
ESCALANTE	0,92
MEDANITO	1,13
MARIA INÉS	0,92
CANADO SECO	0,83
HIDRA	0,87
SAN SEBASTIÁN	0,85
MAGALLANES	0,67
MENDOZA NORTE ¹	1
NOROESTE ¹	1

(1) Sin información estadística para la determinación del coeficiente Nota: el coeficiente de ajuste fue obtenido como el resultado del cociente entre el precio FOB “ICE BRENT primera línea” referido en el punto a) precedente, promedio mensual para el período comprendido entre el 1° de agosto de 2019 y el 31 de julio de 2022, y el precio FOB promedio ponderado de petróleo crudo de exportación por tipo de crudo, para idéntico período, obtenido de la información estadística resultante de las DDJJ que realizan las empresas petroleras en el marco de la Resolución SE N° 435/2004, publicada por la SECRETARÍA DE ENERGÍA en su página web (<http://datos.energia.gob.ar/dataset/regalias-de-petroleo-crudo-gas-natural-glp-gasolina-y-condensado>).

7.2 En el plazo de NOVENTA (90) días, contados a partir del cierre del trimestre por el cual se solicita el beneficio, la Autoridad de Aplicación se expedirá sobre su reconocimiento y, de corresponder, autorizará la emisión de los certificados correspondientes, los cuales serán instrumentados conforme a la a COMUNICACIÓN “A” 7626 del BCRA.

En dicha oportunidad, también será definido, de corresponder, el reconocimiento del beneficio a TERCEROS ASOCIADOS y a PROVEEDORES DIRECTOS. Para este último caso, deberán cumplirse las condiciones del punto 8.3. del presente Anexo.

7.3 De encontrarse inexactitudes en la información declarada para la obtención de beneficios otorgados en marco del presente régimen, podrán aplicarse los ajustes correspondientes a dichas discrepancias en los futuros beneficios a ser reconocidos, sin perjuicio de las sanciones que pudieran corresponder de configurarse incumplimientos, con el alcance previsto en el Capítulo 4 del Título IV del Decreto N° 277/22.

8. TRANSFERENCIA DEL BENEFICIOO

8.1 Las EMPRESAS BENEFICIARIAS podrán transferir los beneficios obtenidos del RADPIP a sus PROVEEDORES DIRECTOS, a TERCEROS ASOCIADOS y/o a operadores titulares de concesiones.

8.2 La transferencia del beneficio deberá ser incorporada en la solicitud de beneficio de acuerdo a lo establecido en el Apartado 4 del presente Anexo, y deberá contener la información definida en la “Tabla 7”.

Tabla 7. SOLICITUD DE TRANSFERENCIA DE BENEFICIO A TERCEROS ASOCIADOS Y PROVEEDORES DIRECTOS

RAZÓN SOCIAL DE LA EMPRESA A LA QUE SE TRANSFIERE EL BENEFICIO	CUIT	PORCENTAJE DEL MONTO A TRANSFERIR SOBRE EL TOTAL DEL BENEFICIO TRIMESTRAL ESTIMADO

8.3 En el caso de transferirse el beneficio a un proveedor de servicio de fractura, deberán ser cumplidos los requisitos dispuestos en el punto 6.5.1 del presente Anexo. El beneficio que se transfiera no podrá superar el monto resultante de aplicar el RATIO DE DEPENDENCIA DE DIVISAS, establecido en CERO COMA CUARENTA (0,35), sobre el valor bruto de las ventas del trimestre de dicho proveedor a la BENEFICIARIA.

8.3.1. El referido RATIO DE DEPENDENCIA DE DIVISAS deberá ser actualizado a nivel empresa por la Autoridad de Aplicación y publicado en la página *web* de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, en función de la información solicitada en las Tablas 5 y 6 del Punto 6.5.1 del presente Anexo.

8.3.2. Los PROVEEDORES DIRECTOS de servicio de fractura que hayan presentado un Plan de Sustitución de Importaciones ante la Autoridad de Aplicación y que destinen el beneficio transferido a importaciones de bienes o servicio, podrán solicitar que dicho plan sea tenido en cuenta al momento de cuantificar la transferencia del beneficio.

8.3.3. En el caso de que la Autoridad de Aplicación tenga en cuenta el Plan de Sustitución de Importaciones presentado por el PROVEEDOR DIRECTO al que se transfiere el beneficio, el beneficio no podrá incrementarse más del DIEZ POR CIENTO (10%) del beneficio transferido.

9. DESTINO DEL BENEFICIO

9.1 La Autoridad de Aplicación expedirá un certificado de acceso a divisas nominativo en favor del BENEFICIARIO y/o del TERCERO ASOCIADO y/o PROVEEDOR DIRECTO, que será notificado por nota a los mismos, a la AFIP y al BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA.

9.2 Dicho certificado permitirá el acceso al MLC por el monto del beneficio y podrá destinarse al pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con empresas vinculadas no residentes y/o utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados y/o a la repatriación de inversiones directas de no residentes.

El acceso al MLC, por hasta el monto del certificado de beneficio, no podrá quedar sujeto al requisito de conformidad previa del BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA en el caso en que la norma cambiaria así lo estableciera.

9.3 Con un plazo máximo de DIEZ (10) días hábiles la BENEFICIARIA, y de corresponder, los TERCEROS ASOCIADOS y/o los PROVEEDORES DIRECTOS deberán comunicar la utilización y el destino de uso de las divisas correspondientes a los certificados emitidos en el marco del RADPIP, a la SECRETARÍA DE ENERGÍA y al BCRA, según lo dispuesto en el artículo la Comunicación "A" 7626/2022.

10. AUDITORÍA

10.1. La SUBSECRETARÍA DE HIDROCARBUROS establecerá un mecanismo de auditoría, determinando el alcance de la misma, a los fines del seguimiento y control de las pautas fijadas en el presente Anexo.

Dicha auditoría será realizada por la UNIDAD DE SEGUIMIENTO Y CONTROL integrada por una UNIVERSIDAD NACIONAL definida por la Autoridad de Aplicación, y la relación se instrumentará mediante Convenio de Asistencia Técnica, pudiendo utilizarse para ello uno en vigencia o generarse uno nuevo específico para el tema.

La periodicidad de dicha auditoría será anual, sin perjuicio de lo cual la ejecución y realización de la misma podrá realizarse durante todo el año calendario.



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
1983/2023 - 40 AÑOS DE DEMOCRACIA

Hoja Adicional de Firmas
Anexo

Número:

Referencia: EX-2022-52057149- -APN-SE#MEC - ANEXO I - CONDICIONES GENERALES DEL REGIMEN DE ACCESO A DIVISAS PARA LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL DE PETRÓLEO (RADPIP)

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 21 pagina/s.